

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таким образом, для диапазона давлений (0,1-13,6 МПа) и массовых концентраций парафина в растворе (15, 20, 25, 30, 35 и 40 % масс.) получена зависимость температуры насыщения модельных растворов высокопарафинистой нефти парафином от его содержания и давления для пластовых условий одного из месторождений Республики Коми следующего вида:

$$T_{\text{нас}} = [0,3479 \cdot C_{\text{П}} + 23,361] \cdot e^{\left(\frac{P}{135,08}\right)} \quad (1)$$

где $C_{\text{П}}$ – массовое содержание парафина в модельном растворе, % масс.; P – равновесное давление насыщения, МПа.

Литература

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 616 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 653 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.Е. Алтиева

Научные руководители: старший преподаватель Ю.А Максимова¹, инженер Б.Ж. Жаппасбаев²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Департамент анализа технологий добычи и бурения «КазМунайГаз»,
г. Астана, Республика Казахстан

День за днем в развитых и развивающихся странах наблюдается увеличение темпов потребления нефти и нефтепродуктов. В связи с этим многие нефтедобывающие компании мира сталкиваются с неотложными проблемами: ведь открытие новых месторождений очень ограничено и дорогостояще, поэтому все больше становится актуальным применять технологии увеличения нефтеотдачи на пласты. На месторождениях, находящихся долгое время в разработке, остро встает вопрос повышения нефтеотдачи на месторождениях. Одним из возможных решений этой проблемы является физико-химическое воздействие на коллектор, такое, как полимерное заводнение, которое успешно показало эффективность на многих коллекторах в мире. Прирост добычи достигает в среднем 2...15 % [1]

Говорить о том, что полимерное заводнение полностью не изучено или находится на ранней стадии изучения, неактуально. Ведь мировой опыт протяженностью больше 40 лет показал эффективность данного метода. Современный прогресс в области полимеров, высокотехнологичного оборудования, методик моделирования различных сценариев процессов добычи позволил существенно расширить диапазон применения технологии и повысить ее экономическую эффективность.

Однако внедрение их недостаточно систематизировано в зависимости от механизма воздействия в тех или иных физико-геологических и химических условиях и от стадии разработки пластов. Что в результате происходит несогласование авторов и исследователей по критериям эффективности данного метода, выявленном в ходе пилотного испытания или даже уже на действующих месторождениях.

В бывшем СССР полимерное заводнение осуществлялось с 1969 года на объектах, расположенных в различных нефтяных районах (табл.1)

Таблица 1

Результаты применения полимерного заводнения

Месторождение	Пласт, горизонт	Год начала реализации полимерного заводнения	Число скважин, находящихся под воздействием		Дополнительная добыча нефти за счет полимерного воздействия, тыс.т	Расход полимера	Удельная технологическая эффективность применения полимера, т/т
			Наг.	Доб.			
Орляное	А3А4	1969	9	35	574	370	1551
Ромашкинское	Бобриковский	1973	3	-	746	1512	494
Сосновское	А3А4	1976	15	31	592	3096	191
Каламкас	Ю1-	1981	16	51	2470	6310	408
	Ю IV	1988	30	120	994	1220	815
Дерюжевское	Б2В1	1983	13	36	198	40	4950
	А2А3	1987	3	15	309	429	721
Радаевское	Б2	1991	6	36	133	129	1031

Под полимерным заводнением тогда понималась закачка в пласт оторочки раствора полимера, объемом которого менялся от 5% до 30% в зависимости от геологического строения пласта и вязкости нефти. Концентрация в растворе полимера варьировалась от 0,03% до 0,15 %. На месторождениях отмечалось всего несколько геолого-физических параметров, ограничивающих эффективное использование данного метода. Это наличие большой газовой шапки, сильно развитая трещиноватость и активная подошвенная вода.

С совершенствованием применения технологии и анализом промысловых экспериментов было выявлено, что отрицательные результаты связаны с неудачным выбором объектов для проведения опытно-промышленных испытаний и с неправильно осуществленной технологией (закачка в пласт растворов полимеров очень низкой концентрации). [2]

Обобщив результаты исследования применения полимерного заводнения успешных проектов, авторами Al-Adasani, Dickson и Saboorian были более объективно разработаны критерии выбора объектов, с параметрами данными в табл.2. [3]

Таблица 2

Сводная информация параметров полимерного заводнения, представленная авторами Al-Adasani, Dickson и Saboorian

Параметр	Al-Adasani и Bai (2010)	Dickson и др. (2010)	Saboorian –Jooybari (2015)
Глубина, м	213-2883	243 -2743	1600
Пористость, %	Неважен		21
Проницаемость, мД	1,8 – 5500	>100 при μ <100сП	>1000
Вязкость нефти, мПа •с	0,4 -4000	>1000 при μ <1000сП	<5400
Плотность, кг/м ³	0,813 – 0,979	<0,966	<0,993
Нефтенасыщенность, %	34-82	>30	>50
Температура, °С	< 114	<77	65

Существующие данные, собранные в этой работе были статистически проанализированы, в результате чего были выявлены некоторые общие тенденции, на которые необходимо обратить внимание при разработке успешного проекта по применению полимерного заводнения.

На основе анализа результатов промысловых испытаний сформулированы условия наиболее эффективного применения полимеров (полиакриламида) при заводнении нефтяных пластов: [4]

1. Пласты терригенных пород, со средней проницаемостью 0,2- 1 мкм². Из-за влияния полимеров и их адсорбции в карбонатных породах, происходит снижение эффективности полимерного заводнения. В слабопроницаемых породах лучше применять полимер с низкой молекулярной массой, который проявляет высокий фактор остаточного сопротивления с низкой проницаемостью.

2. Вязкость нефти в пластовых условиях оптимальна в пределах 3 – 40 мПа •с. При низких значениях вязкости более эффективен метод только в сильно неоднородных пластах. Применение полимерного заводнения больше 50 мПа •с желательно проводить в относительно однородных пластах.

3. При изготовлении раствора полимера необходимо для лучшего эффекта использовать слабоминерализованную воду с ограниченным содержанием кальция и магния. Остаточный фактор сопротивления с пластовой оторочкой ниже, чем при вытеснении оторочки полимера пресной водой.

4. Лучшие показатели были получены при закачке полимера на ранней стадии разработки, когда водонефтяной фактор не превышает 2.

5. Наиболее благоприятная пластовая температура не выше 70 °С.

6. С более высоким значением проницаемости практически не проявляется остаточный фактор сопротивления. Нижний предел проницаемости определен 0,1 мкм².

7. Насыщенность подвижной нефтью должна быть более 10% порового объема, больше 15% риск неудачи метода очень велик.

Исследовав влияние таких параметров как неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механических свойств нефтей, структур пористых сред и др. [3], можно сказать, что успешность проекта полимерного заводнения зависит от:

- достоверности геологического описания пласта;
- размера оторочки и концентрации полимерного раствора;
- прогнозирования технологических показателей разработки при заводнении и полимерном заводнении с помощью математического моделирования;
- соблюдения запроектированной технологии и контроля за качеством закачиваемого раствора на промысле.

Литература

1. Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.И. и др. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь /. – М., 1995. – 190 с.
2. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование –М., 2000. – 70-75 с
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее. Будущее.-учеб. пособ. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 186 с.

4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. - М., 2000. – 414 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.В. Аникин

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обводненность продукции разрабатываемых месторождений – серьезная и распространенная проблема нефтяной промышленности. Сегодня нефтяные компании добывают примерно три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из истощающихся пластов. Много средств тратится ежегодно на подготовку и утилизацию извлекаемой воды. Во многих случаях современные технологии ограничения водопритоков (ОВ) могут привести к значительному снижению затрат и увеличению добычи нефти. Представленная информация поможет понять особенности проблем избыточных водопритоков, способы их определения и методы решения.

Добычаемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Она поступает в скважину в объеме меньшем предельного, соответствующего критическому водонефтяному фактору. Водонефтяной фактор (ВНФ) является отношением дебита воды к дебиту нефти и диктуется экономикой. Ко второму типу относят воду, поступающую в скважину и добычаемую без нефти или с нефтью в объеме, не достаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией - т.е. объем воды превышает экономический предел, определяемый критическим ВНФ. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице они сведены к десяти базовым ситуациям. Представленная здесь классификация типов проблем, связанных с водопритоками, упрощена, и на самом деле возможно большое число их комбинаций.

Таблица

Основные типы проблем избыточных водопритоков

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера.	- старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия.	- применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров; - применение пластырей.	
2. Заколонные перетоки.	- низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве.	- применение изолирующих жидкостей (закачивание высокопрочного цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, либо менее прочных жидкостей на гелевой основе, закачиваемых в пласт для остановки притока в затрубное пространство).	
3. Движение водонефтяного контакта (ВНК).	- очень низкая вертикальная проницаемость.	- заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем.	- зарезка второго горизонтального ствола.
4. Обводненный пропласток без внутрипластовых перетоков.	- наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами.	- применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов.	- проблема не встречается в горизонтальных скважинах, вскрывающих лишь один продуктивный горизонт.
5. Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами.	- наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин.	- закачка гелей; - водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы).	
6. Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты.	- наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт.	- обработка трещин гелевыми составами (особенно успешна, когда по трещинам нет притока нефти); - закупорка трещин в прискважинной зоне (при наличии локализованной системы трещин).	
7. Конусо- или языкообразование.	- ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость.	- закачка больших объемов слоя геля выше ВНК; - бурение горизонтальных стволов вблизи кровли.	- применение изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх.
8. Низкий коэффициент охвата по площади.	- неоднородность проницаемости по площади; - близость к источнику воды.	- отклонение потока нагнетаемой воды; - уплотняющее бурение.	- изоляции отдельных частей скважины.